

PENINGKATAN PRODUKSI DENGAN CARA MENDESAIN ULANG PROGRESSIVE CAVITY PUMP (PCP) PADA SUMUR “E” LAPANGAN “P”

Eko Prastio¹, Abdullah Rizky Agusman¹

¹Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Jakarta, Indonesia

Email of Corresponding Author : eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

ABSTRAK

Metode *artificial lift* pada suatu sumur minyak adalah suatu teknik produksi yang menggunakan bantuan peralatan *surface* dan *downhole* untuk mencapai produksi yang optimal ketika sumur tersebut tidak sesuai untuk menggunakan *natural flow* sebagai sistem *lifting* utama. Namun dalam banyak kasus, bahkan setelah metode pengangkatan buatan telah digunakan, produksi yang optimal belum tercapai, sehingga diperlukan desain ulang dari pengangkatan buatan yang ada. Permasalahan tersebut terdapat pada sumur E milik PT XYZ 1 Field Jambi dengan menggunakan *Progressive Cavity Pump* (PCP) sebagai *artificial lift*. Dari perhitungan awal diketahui bahwa saat ini produksi sebesar 17,16 bfpd belum mencapai target produksi yaitu 48,57 bfpd. Hal ini menunjukkan perlunya mendesain ulang PCP yang ada.

Sebelum mendesain ulang *artificial lift*, diperlukan nilai *Productivity Index* (PI) saat ini untuk membuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang akan menunjukkan apakah sumur minyak masih layak berproduksi atau tidak. Berdasarkan hasil penelitian didapatkan nilai PI sebesar 0,47 dengan produksi maksimum sebesar 60,72 bfpd dan produksi optimum 48,57 bfpd. Sementara produksi saat ini hanya 17,16 bfpd. Setelah dilakukan redesign dengan menggunakan metode perhitungan R&M Energy Systems sebagai penyedia PCP saat ini, didapatkan hasil yang optimal untuk *revolution per minute* (RPM).

Kata kunci: Optimasi produksi, progressive cavity pump, parameter

ABSTRACT

Artificial lift method in an oil well is a production engineering that use the help of surface and downhole equipment in order to achieve optimum production when the well is not suited to use natural flow as the main lifting system. But in many cases, even after artificial lift method have using, the optimum production has not achieved yet, thus resulting a redesign of the existing artificial lift is needed. This problem exists on E well that is owned by PT XYZ 1 Field Jambi using Progressive Cavity Pump (PCP) as artificial lift. From the early calculation, it is found that the current production of 17,16 bfpd has not reached the targetted production that is 48,57 bfpd. This shows a need for the existing PCP to be redesigned.

Before redesigning the artificial lift, the current value of Productivity Index (PI) is needed in order to make an Inflow Performance Relationship (IPR) curve that will shows whether the oil well still worth producing or not. According to the results of this research, the value of PI is 0,47 with the maximum production at 60,72 bfpd and optimum production 48,57 bfpd. Meanwhile, the current production is only 17,16 bfpd. After the redesigning completed using R & M Energy Systems calculation methods as the provider of the current PCP, it is found that the optimal for revolution per minute (RPM), horse power (HP), torque values and the drive head type are 101,5 RPM, 2,7 HP, 15 ft-lbs and there have to be a change in drive head type AA4. To get results optimal production.

Keywords: Optimum production, progressive cavity pump, parameter

PENDAHULUAN

Secara umum minyak bumi yang dihasilkan dari suatu sumur, pada awalnya diproduksi melalui sembur alam (*natural flow*), artinya minyak bumi keluar ke permukaan bumi secara alamiah. Hal ini terjadi disebabkan tekanan reservoir yang mendorong minyak bumi masih mampu untuk mengalirkan minyak secara alami. Sejalan dengan waktu berproduksi terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya nilai ekonomis sumur tersebut, sehingga harus segera diatasi agar dapat berproduksi secara optimal. Permasalahan sumur yang telah mengalami penurunan kemampuan berproduksi yang diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir dapat diatasi dengan cara metoda pengangkatan buatan (*artificial lift*) [1]. Tujuannya adalah mengangkat fluida dari dasar sumur kepermukaan dan mencapai laju produksi yang diinginkan.

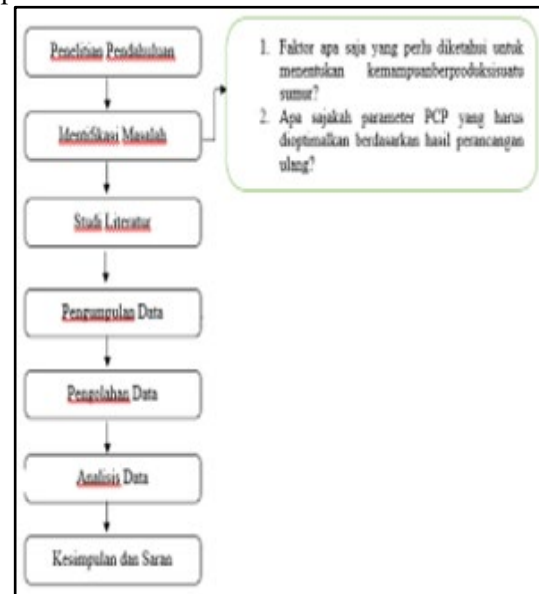
Salah satu solusi untuk mengatasinya adalah dengan metoda pengangkatan buatan ini yaitu menggunakan pompa Progressive Cavity Pump (PCP) [3]. PCP merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan lifting minyak dari sumur-sumur produksi.

Permasalahan ini sesuai dengan tujuan dari penelitian ini yaitu untuk menganalisa dan mengetahui produktivitas sumur, laju produksi maksimum (Q_{maks}) sumur dari kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), menentukan laju produksi optimal (Q_{opt}) dan laju aliran kritis sumur serta menganalisa kinerja progressive cavity pump (PCP) yang digunakan agar dapat mengoptimalkan laju produksi pada Sumur. Analisa kinerja PCP meliputi penentuan Total Dynamic Head (TDH), model pompa, RPM pompa, HP motor, jenis drive head, ukuran rod, ukuran motor penggerak, sheave dan belt sesuai dengan data produksi sumur, konfigurasi sumur serta karakteristik fluida [2].

METODE PENELITIAN

Untuk mendapatkan hasil yang baik suatu penelitian harus direncanakan sebaik mungkin, karena metodologi yang menggambarkan jalannya proses penelitian tersebut harus merancang secermat mungkin.

Berikut bagan aliran metodologi penelitian :



HASIL DAN PEMBAHASAN

4. Profil Sumur E

Data Sumur E :

- Nama Lokasi : E
- Nama Sumur : P
- Daerah/Region : South Sumatra
- Pumping Unit : Progressive Cavity Pump
- Type Pompa : 30-N-045
- Tubing : 2-7/8"
- SuckerRod : 7/8"
- Rpm : 75.0
- Klasifikasi Sumur : Tegak/Vertical
- Reference well : Kenali Asam/Jambi
- Tipe Formation : Sand Stone
- Perforasi/Lapisan/Pbtd : 336- 340 m / d1/320 / 492m
- Pwf : 179.03 psi
- Pst : 215.65 psi
- Specific Gravity Oil (SGo) : 0.9345
- Specific Gravity Water (SGw) : 1
- Specific Gravivy Mix (SGmix) : 0,948
- Effisiensi Volumetric : 51 %
- Static Fluid Level : 178
- Dinamic Fluid Level : 205,17
- Q maksimum : 60,72

4.1 Data Sonolog

Data sonolog sumur, merupakan data yang didapatkan dari hasil tes sonolog pada sumur yang dilakukan secara berkala untuk mengetahui kondisi sumur. Data sonolog sumur

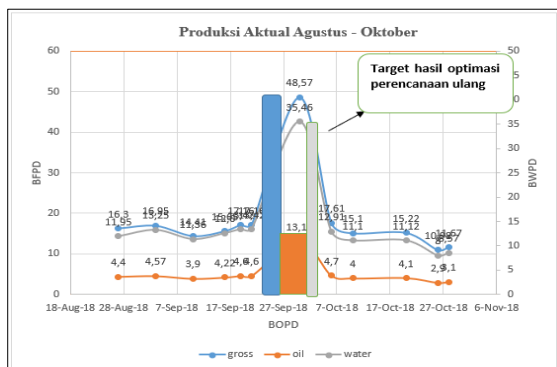
yang akan digunakan pada penelitian ini dapat dilihat pada Tabel. 1.

Tabel 1. Data Sonolog Sumur E

Data	Nilai	Satuan
Static Fluid Level	178	m
Dynamic Fluid Level	205,17	m
Pwf	179,03	psi
Ps	215,65	psi
Q _{actual}	17,16	bfpd
Pump Intake Pressure	154,4	psi
Specific Gravity Mix	0,948	-
Well Head Pressure	4	psi
Casing Pressure	-0,1	psi
Q _{maksimal}	60,72	bfpd

4.2 Kemampuan Berproduksi Sumur E

Pemasangan *Progressive Cavity Pump* (PCP) pada Sumur E dengan tujuan untuk mendongkrak laju produksi sumur yang mengalami penurunan [4]. Kenaikan produksi yang signifikan ini menunjukkan bahwa PCP merupakan *artificial lift* yang mampu untuk mengatasi penurunan produksi Sumur E. Namun, tetap harus dilakukan penilaian kemampuan produksi sumur agar diketahui ketercapaian nilai produksi optimal produksi dari suatu sumur adalah 80 % dari produksi maksimal yang dapat diketahui dari kurva IPR. Lalu akan dilakukan perbandingan dengan produksi aktual, apabila produksi optimal sumur belum tercapai, maka harus dilakukan perancangan ulang PCP yang terpasang meliputi berbagai parameter PCP. Hasil dari perancangan ulang ini akan di aplikasikan pada PCP terpasang dengan cara mengubah parameter yang tidak sesuai dengan hasil perancangan ulang [5].



Gambar 2. Produksi Aktual Sumur E pada Bulan Agustus Sampai Bulan Oktober.

Bulan September dilakukan evaluasi dan perhitungan perencanaan ulang, dapat dilihat pada Gambar 2 Dibulan oktober perencanaan ulang belum dilakukan karena produksi sumur tetap optimal.

4.2.1 Perhitungan *Productivity Index* Pada Sumur E

PI menunjukkan kemampuan berproduksi dari suatu sumur berdasarkan perbedaan tekanan statis dan tekanan aliran sebagai berikut:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}}$$

Diketahui data sumur PT. XYZ Asset 1 Field:

$$\begin{aligned} Q &= 17,16 \\ P_s &= 215,65 \\ P_{wf} &= 179,03 \\ PI &= \frac{q}{P_s - P_{wf}} \\ PI &= \frac{17,16}{215,65 - 179,03} \\ PI &= 0,47 \text{ bfpd/psi} \end{aligned}$$

4.2.2 Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR)

Kurva IPR merupakan bentuk grafis dari PI sumur yang menunjukkan grafik dari tekanan aliran dasar sumur terhadap laju produksi sumur. Kurva IPR yang digunakan adalah dua fasa dengan metode vogel. Penggambaran Kurva IPR dua fasa dilakukan dengan membuat asumsi $\frac{P_{wf}}{P_s}$ agar didapatkan produksi sumur dalam berbagai kondisi tekanan di formasi [6].

Melalui Kurva IPR dua fasa ini akan didapatkan laju produksi maksimum dari sumur. Lalu dapat ditentukan laju produksi optimal sumur yang merupakan 80% dari laju produksi maksimum. Setelah laju produksi optimal didapatkan, akan dilihat ketercapaian laju produksi aktual dengan cara membandingkan nilai kedua laju produksi tersebut. Rumus yang digunakan pada pembuatan kurva IPR dengan masing – masing asumsi $\frac{P_{wf}}{P_s}$ tersebut adalah sebagai berikut:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2$$

Tabel 2. Data Pwf dan Qo untuk kurva IPR

No	Asumsi $\frac{P_{wf}}{P_s}$	P _{wf} (psi)	Q _f (BFPD)
1	0,1	0	60,72

2	0,2	21,56	59,02
3	0,3	43,13	56,34
4	0,4	64,7	52,70
5	0,5	86,26	48,10
6	0,6	107,82	42,50
7	0,7	129,39	35,94
8	0,8	150,95	28,41
9	0,9	172,52	19,91
10	0,10	194,08	10,44
11	0,1	215,65	0

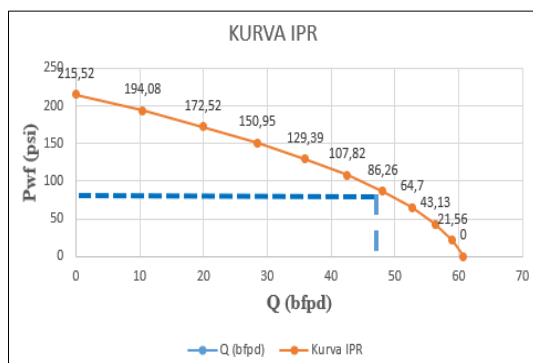
Dari tabel di atas dapat dilihat bahwa Q_{max} dari sumur tersebut adalah 60,72 bfpd, maka nilai $Q_{optimum}$ adalah sebagai berikut:

$$Q_{optimum} = 80\% \times Q_{max}$$

$$Q_{optimum} = 80\% \times 60,72 \text{ bfpd} = 48,57 \text{ bfpd.}$$

Setelah dibuat kurva IPR dua fasa Gambar. 3, nilai laju produksi actual dan laju produksi optimal dapat di plot untuk menunjukkan perbedaan yang signifikan. Dari data dan perhitungan di atas, dapat diketahui bahwa laju produksi aktual hanya sebesar 17,16 bfpd dimana laju produksi optimal sumur adalah 48,57 bfpd.

Ketidak tercapaian produksi optimal sumur menunjukkan bahwa terdapat kesalahan pada *artificial lift* terpasang. Faktor yang mempengaruhi hal ini adalah desain dari PCP terpasang yang belum tepat, sehingga harus dilakukan perancangan ulang agar produksi optimal sebesar 48,57 bfpd dapat tercapai.



Gambar 3. Kurva IPR Sumur E

4.3 Perancangan Ulang *Progressive Cavity Pump* Sumur E

Perancangan ulang PCP terpasang memerlukan data produksi, data sumur dan nilai laju produksi optimal berdasarkan kurva IPR

(Gambar 4.2). Setelah data awal tersebut telah didapatkan, maka perlu dilakukan perhitungan parameter dari desain PCP. Parameter pertama adalah *Pump Setting Depth* dan produksi optimal yang diinginkan untuk menentukan seri pompa yang akan digunakan. Kedua adalah perhitungan *Total Dynamic Head* (TDH) yang akan digunakan untuk menentukan nilai RPM, HP dan torsi yang diperlukan untuk menentukan tipe *drive head* yang akan digunakan. Setelah keseluruhan parameter telah diperhitungkan, maka dapat dilakukan perbandingan dari PCP terpasang dengan hasil dari perancangan ulang [7].

4.3.1 Perhitungan *Pump Setting Depth*

Pump Setting Depth (PSD) merupakan kedalaman terbaik untuk pemasangan pompa pada sumur yang dipengaruhi terutama oleh *Dynamic Fluid Level* (DFL) atau ketinggian dari fluida formasi saat sedang berproduksi [8]. Dan dalam perhitungan satuan DFL dalam ft tetapi di kompresi ke meter. Berikut data perhitungan untuk mencari nilai dari PSD Tabel 3.

Tabel 3. Perhitungan *Pump Setting Depth*

Data	Nilai	Satuan
<i>Dynamic Fluid Level</i>	205,17	m
<i>Pump Intake Pressure</i>	154,4	psi
<i>Casing Pressure</i>	-0,1	psi
Gradien Fluida	0,41	psi

$$PSD = DFL + \left(\frac{PIP - C_p}{GF} \right) \times 0.31 \text{ ft/m}$$

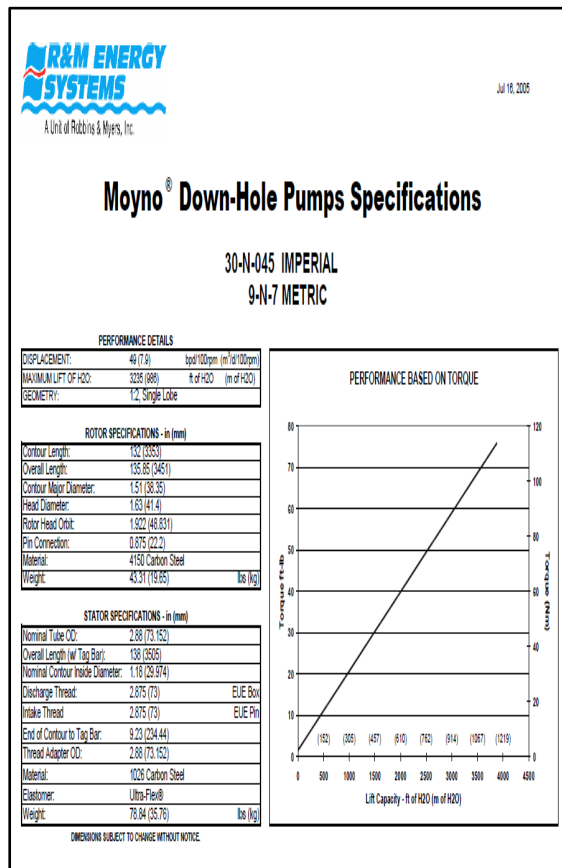
$$PSD = 205,17 + \left(\frac{154,4 - (-0,1)}{0,41} \right) \times 0.31 \text{ ft/m}$$

$$PSD = 322 \text{ m}$$

Maka, *Pump Setting Depth* di sumur E yang ideal adalah pada kedalaman 492 m. Nilai dari *Pump Setting Depth* memiliki pengaruh terhadap penentuan nilai *Friction Head* yang akan ditentukan pada perhitungan berikutnya. Nilai PSD tidak mengalami perubahan setelah dilakukan perancangan ulang sehingga dapat dinyatakan nilai PSD yang digunakan sudah optimal [9].

4.3.2 Pemilihan Seri Pompa

Pertamina EP Asset 1 Field, maka ditetapkan seri pompa 30-N-045 adalah yang paling tepat untuk digunakan pada Sumur E dengan kemampuan berproduksi maksimal 45 bfpd / 100 rpm dan kedalaman maksimal untuk *lifting* 3000 ft atau 914 m. Spesifikasi lengkap dari pompa 30-N-045 dapat dilihat pada Gambar. 4 Seri pompa 30-N-045 telah digunakan pada sumur x sehingga dapat dipastikan bahwa parameter ini telah optimal [7].



Gambar 4. Spesifikasi Pompa Seri 30-N-045

4.3.3 Perhitungan Total Dynamic Head

Total Dynamic Head (TDH) merupakan parameter utama dalam perencanaan PCP yang akan digunakan dalam penentuan nilai HP dan Torque pompa. Sebelum dilakukan perhitungan TDH, diperlukan perhitungan pada Tabel 4 beberapa variabel yang berhubungan langsung dengan TDH, yaitu *Friction Head* (H_f), *Friction Loss* (F), dan nilai *Head Tubing* (H_t). Nilai dari *Dynamic Fluid Level* (DFL) juga diperlukan untuk perhitungan TDH [10].

Tabel 4. Data Perhitungan F , H_t , H_f

Data	Nilai	Satuan
Well Head Pressure	5	Psi

SG mix	0,948	Fraksi
Produksi Optimum (Q_o)	48,57	Bfpd
ID casing	205,17	inch
<i>Dynamic Fluid Level</i> (DFL)	205,17	m

- $$H_t = \frac{(P_{wh} \times \frac{2,31}{SG_{mix}})}{3,28 \frac{ft}{m}}$$

$$H_t = \frac{(5 \times \frac{2,31}{0,948})}{3,28}$$

$$H_t = 3,7 \text{ m}$$
- $$F = 2,083 \left[\frac{100}{c} \right]^{1,85} \left[\frac{Q_o}{ID^{4,8655}} \right]^{1,85}$$

$$F = 2,083 \left[\frac{100}{120} \right]^{1,85} \left[\frac{48,57}{34,3^{4,8655}} \right]^{1,85}$$

$$F = 0,037$$
- $$H_f = \frac{f \times PSD}{1000 \text{ ft}} \times 0,31 \text{ ft/m}$$

$$H_f = \frac{0,037 \times 1056,4 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \times 0,31 \text{ ft/m}$$

$$H_f = 0,012$$
- $$TDH = H_f + DFL \text{ (m)} + H_t$$

$$TDH = 0,012 + 205,17 + 3,7$$

$$TDH = 208,9 \text{ m}$$

Maka, nilai dari *Total Dynamic Head* untuk perancangan ulang PCP sumur E adalah 209 m. Nilai TDH akan digunakan dalam grafik penentuan HP, RPM dan *Torque*. Ketiga parameter ini akan digunakan untuk menentukan tipe *drive head* yang tepat. Hasil dari perhitungan TDH dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Nilai Variabel Penentuan *Total Dynamic Head* Sumur x

Data	Nilai	Satuan
Sumur	X	-
Laju Produksi	48,5	Bfpd
P _{wh}	5	psi
DFL	205,11	m
PSD	322	m
<i>Friction Loss</i>	0,341	-
H _f	0,111	M
H _t	3,7	m

4.3.4 Perhitungan Nilai HP

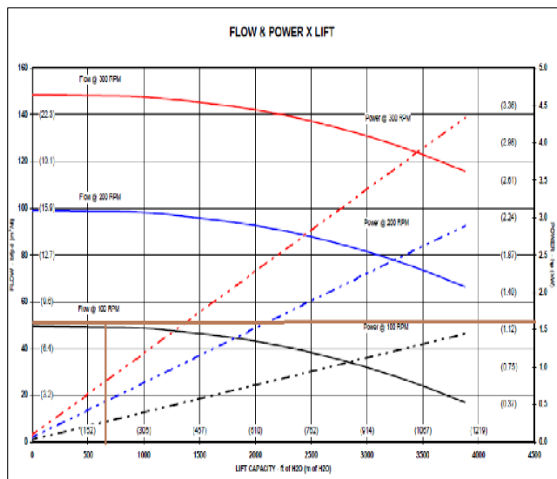
Nilai dari *Horse Power* (HP) yang digunakan pada pompa dapat ditentukan

dengan menggunakan *Pump Performance Curve* atau dengan rumus matematis yang memerlukan TDH dan laju produksi dari sumur E, plot nilai pada kurva ini dapat dilihat pada Gambar. 5 Nilai HP yang didapatkan dari kurva tersebut harus dikalikan dengan *Safety Factor* (SF) sebesar 1,5. Dari hasil perhitungan, untuk produksi *gross* sebesar 48,57 bfpd diperlukan nilai HP sebesar 1,8 HP. Setelah dikalikan dengan SF sebesar 1,5 didapatkan nilai HP yang tepat adalah 2,7 HP.

$$HP = \frac{Q_o + TDH \times SG_{mix}}{135}$$

$$HP = \frac{48,57 + 208,9 \times 0,948}{135}$$

$$HP = 1,8 \text{ KW}$$



Gambar 5. *Pump Performance Curve* untuk menentukan Nilai HP dan RPM (R&M Energy Systems, 2005)

4.3.5 Perhitungan Nilai RPM

Perhitungan RPM pompa didasarkan pada *Total Dynamic Head* (TDH) dan laju alir produksi yang diperlukan. Kecepatan putar pompa yang direkomendasikan oleh produsen yakni tidak lebih dari 300 RPM karena nilai RPM yang terlalu tinggi dapat mengakibatkan keausan elastomer.

Penentuan nilai RPM yang utama dapat dilakukan dengan menggunakan *pump performance curve* atau dengan menggunakan rumus matematis dimana nilai TDH dan Laju Produksi juga diperlukan untuk mengetahui nilai RPM yang tepat (Gambar 5). Nilai RPM yang didapatkan sebesar 101,5 RPM. Sedangkan nilai RPM pada PCP terpasang adalah 75 RPM, hal ini menunjukkan bahwa nilai tersebut belum optimal.

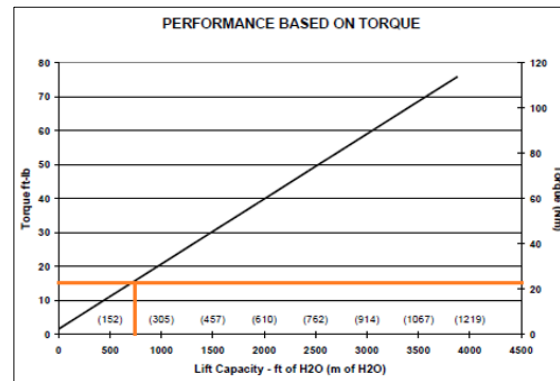
$$RPM = \frac{Q_o \times TDH}{100 \text{ rpm}}$$

$$RPM = \frac{48,57 \times 208,9}{100}$$

$$RPM = 101,5 \text{ bpd/rpm}$$

4.3.6 Penentuan Nilai Torque

Penentuan nilai *torque* dilakukan dengan melakukan plot nilai TDH ke dalam kurva *performance based on torque* (Gambar 6). Kurva ini didapatkan dari produsen pompa tanpa menggunakan rumus tertentu. Hasil plot nilai TDH ke dalam kurva tersebut menunjukkan bahwa *torque* yang tepat untuk hasil perancangan ulang adalah sebesar 15 ft-lbs.



Gambar 6. *Pump Performance Curve* untuk menentukan Nilai Torque (R&M Energy Systems, 2005)

4.3.7 Pemilihan Drive head

Pemilihan *drive head* didasarkan pada HP yang diperlukan, *torque* yang diterima oleh pompa, dan RPM. Nilai dari parameter yang dijadikan penentuan pemilihan *drive head* dapat dilihat pada Tabel. 5 Berdasarkan *drive head* yang tersedia, ditetapkan bahwa *drive head* yang tepat adalah R&M Energy AA4.

Tabel 5. Nilai Parameter Pemilihan *Drive head* Pompa PCP 30-N-045

SUMUR	PRODUKSI (BFPD)	HP (hp)	TDH (m)	RPM (rpm)	TORQUE (ft-lbs)	TIPE DRIVE HEAD
SUMUR X	48,57	2,7	208,9	101,5	15	AA4

4.3.8 Perbandingan PCP Terpasang Dengan Hasil Perancangan Ulang

Berdasarkan laju produksi optimal dan aktual (Tabel. 5) dan perhitungan untuk desain

ulang PCP, dapat dilakukan perbandingan (Tabel. 6).

Tabel 6. Laju Produksi Sumur E

Q_{max} (bfpd)	$Q_{optimal}$ (bfpd)	Q_{aktual} (bfpd)
Well Head Pressure	5	Psi

Tabel 7. Perbandingan Hasil Perancangan Ulang PCP dengan PCP Terpasang

Parameter	Sumur X		
	Terpasang	Keterangan	Perancangan Ulang
Laju Produksi	17,16	Belum Optimal	48,57
Seri Pompa	30 N 045	Optimal	30 N 045
PSD	322	Optimal	322
RPM	75	Belum Optimal	101,5
HP	0,7	Belum Optimal	2,7
Torque	15 ft-lbs	Optimal	15 ft-lbs
Drive Head	AA4	Optimal	AA4

Dari data yang telah dikumpulkan dan di analisa di atas, dapat disimpulkan bahwa untuk sumur E dengan target produksi sebesar 48,57 bfpd dengan target oil 13,11 bopd, pompa yang tepat adalah Moyno Down Hole Pump 30-N-045 dengan kemampuan produksi 45 bfpd / 100 rpm dan dapat mengangkat fluida dari kedalaman maksimal 3000 ft atau 914 m. Sedangkan elastomer yang tepat berdasarkan pengalaman di lapangan adalah elastomer Ultra Flex. Kecepatan polished rod yang dibutuhkan adalah sebesar 101,5 rpm dan tenaga yang diperlukan adalah 2,7 KW dengan *torque* 15 ft-lbs. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut dapat digunakan *drive head* R & M Energy AA4.

Pada Tabel 7 keterangan belum optimal menunjukkan bahwa harus dilakukan perubahan nilai parameter tersebut agar mendapatkan hasil produksi yang optimal dengan target 48,57 bfpd dan mendapatkan oil sebesar 13,11 bopd dengan 2 perforasi menjadi 1 ipr. Lalu dapat disimpulkan terdapat banyak perubahan yang harus dilakukan pada parameter PCP terpasang, seperti nilai RPM yang harus ditingkatkan hingga 101,5 RPM. Perubahan lainnya adalah pada HP yang dibutuhkan menjadi 2,7 KW.

Pada Gambar. 7 kita bisa memilih Drive Head yang dapat kita gunakan sesuai dengan data yang di dapat.

R&M Energy Services								
Model	AA4	AD1	BD1	CV1	DA3	DD1	DH1	EX1
Polished Rod Size, inch	1-1/4	1-1/4	1-1/4	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4 & 1-1/2	1-1/4 & 1-1/2	1-1/2 & 2-1/16
Shaft Type	Hollow	Hollow	Hollow	Hollow	Hollow	Hollow	Hollow	Hollow
Input Shaft	Horizontal	Vertical	Vertical	Vertical	Horizontal	Vertical	Vertical	Vertical
Max. Power Rating	15 hp	30 hp	60 hp	100 hp	60 hp	150 hp	75 hp	300 hp
Max. Polished Rod Speed	450 rpm	600 rpm	600 rpm	600 rpm	450 rpm	600 rpm	600 rpm	600 rpm
Max. Torque	500 ft-lbs	450 ft-lbs	1650 ft-lbs	1750 ft-lbs	2250 ft-lbs	2250 ft-lbs	1750 ft-lbs	4000 ft-lbs
Backspin Control	Mechanical	Mechanical	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic	Hydraulic
Wellhead Connection	2-7/8" EUE Pin	2-7/8" EUE Pin	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	Threaded Pin or 3-1/8" 3000#	3-1/8" 3000#
Stuffing Box	Integral w/ Drive	Integral w/ Drive	Split Removable	Split Removable	Split Removable	Split Removable	Split Removable	Split Removable
Drive Type	Right Angle	Direct	Direct	Direct	Right Angle	Direct	Hydraulic	Direct
Drive Ratio	3.78:1	1:1	1:1	1:1	3:1	1:1	4:1	1:1
Driven Shaft Diameter	1-3/8"	2-1/4"	2-1/4"	2-3/4"	2-1/8"	2-3/4"	2-3/4"	3-1/4"
Prime Mover	Electric or Gas Engine	Electric Motor	Electric Motor	Electric Motor	Electric or Gas Engine	Electric Motor	Electric or Gas Engine	Dual Electric Motor

Gambar 7. Spesifikasi Drive Head di PT. Pertamina Ep Asset 1 field jambi

KESIMPULAN

Dari hasil penelitian pada Sumur E PT. XYZ Asset 1 Field Jambi dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Faktor yang perlu diketahui untuk menentukan kemampuan produksi suatu sumur adalah *productivity index* (PI), kurva IPR yang meliputi laju produksi maksimum dan laju produksi optimum. Dari semua faktor tersebut, dapat diketahui bahwa Sumur E memiliki kemampuan produksi dengan nilai PI 0,47 dan laju produksi maksimal 60,72 bfpd. Namun laju produksi yang didapat senilai 17,16 bfpd belum tercapai yang ditunjukkan oleh nilai produksi maksimal sebesar 60,72 bfpd maka pada sumur x dapat dioptimalkan dengan mengganti beberapa parameter yang sudah terpasang dengan cara menghitung ulang untuk pergantian beberapa parameter yang diperlukan untuk mengoptimalkan laju produksi yang didapat.
2. Dari hasil perhitungan ulang dari pompa yang terpasang dengan kemampuan produksi PI sebesar 0,47 dengan mendapatkan laju produksi aktual sebesar 17,16 bfpd dengan menggunakan pompa pcv type 30-N-045 dengan rpm sebesar 75 rpm, hp sebesar 1 kw dan torque sebesar 15 ft-lbs. Dapat dioptimalkan sebesar 48,57 bfpd dengan oil yang didapat 13,11 bopd dengan mengganti beberapa parameter

seperti parameter rpm kita naikan menjadi 101,5 rpm dan hp 2,7 kw.

SARAN

Dilakukan penggantian parameter PCP dengan hasil perancangan ulang penelitian, agar produksi optimal sumur dapat tercapai. Perawatan dan pemeriksaan PCP terpasang secara berkala akan memberikan manfaat yang besar dikarenakan jika PCP selalu dalam keadaan terjaga, produksi akan tetap optimal.

Kelebihan dalam perhitungan kali ini adalah dapat meningkatkan dari produksi minyak dan perusahaan mendapat keuntungan yang lebih dari produksi minyak

Kelemahan dalam perhitungan kali ini adalah dapat mengurangi umur dari PCP itu sendiri. Karena ketika terjadi penambahan RPM pada motor, maka motor itu sendiri akan mengalami panas yang berlebihan dan mengakibatkan umur motor akan berkurang

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kermit E, Brown. (1977). *The Technology Of Artificial Lift Method*. Petroleum Publishing Co : USA.
- [2] Lake, L.W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering*. Texas: Society of Petroleum Engineers Rahmansyah, I. (2012). *Perencanaan dan Trouble Shooting Progressive Cavity Pump*. Jakarta: PT Pertamina – Manajemen Produksi Hulu.
- [3] Nelik, L. (2005). *Progressive Cavity Pump, Downhole Pumps and Mud Motor*. Gulf Publishing Company : Texas
- [4] Robbins dan Myers. (1989). *Moyno Down Hole Pump Manual*. Brosur Robbins and Myers Company: USA.
- [5] Robbins dan Myers. (1989). *Material of Cavity Pump Construction Selection Tables*. Amerika Serikat: Brosur Robbins and Myers Company.
- [6] Saveth, K.J. dan Klein, S.T. (1998). *The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities*. SPE 18873.
- [7] Christian Wittrisch dan Henri Cholet. (2013). *Progressing cavity pumps oil well production artificial lift*. Paris: France
- [8] Shauna Noonan. (2011). *Progressing cavity pumps*. SPE 18978
- [9] Brian Nesbitt. (2006). *Handbook of Pumps and Pumping*. Amerika Serikat
- [10] Val S. Lobanoff, Robert R. Ross. (2018). *Centrifugal Pumps: Design And Application*. Amerika Serikat